

## **Factores geológicos que afectan la continuidad espacial del flujo en la inyección de agua en las unidades del yacimiento LGITJ-0102**

Ilver Michel Soto-Loaiza  
José Quintín Cuador-Gil

### **Resumen**

La investigación tuvo como propósito determinar los factores geológicos que afectan la continuidad espacial del flujo durante el proceso de inyección de agua por flanco en unidades productivas del yacimiento de hidrocarburos Lagunilla Inferior (LGITJ-0102), estado de Zulia, Venezuela. Se evaluó el comportamiento del factor de recobro, las variables petrofísicas: porosidad, permeabilidad, saturación de agua y el tipo y calidad de roca en cada unidad de flujo. Se comprobó que en el yacimiento el tipo de roca de la estructura geológica es variable. Los valores más bajos de las propiedades petrofísicas se manifestaron en el área sur, mientras que las zonas norte y central evidenciaron una elevada variabilidad de estos parámetros. Se concluye que la zona norte es la de mayor potencial para el desarrollo de nuevos proyectos de inyección para la recuperación de petróleo.

**Palabras clave:** recuperación de petróleo; inyección de agua por flancos; yacimiento Lagunilla Inferior; factor de recobro.

## **Geological factors affecting flow spatial continuity in water injection of units operating in the LGITJ–0102 ore body**

### **Abstract**

The objective of the investigation was to identify the geological factors affecting the spatial continuity of the flow during the process of flank water injection in the units operating in the Lower Lagunilla Hydrocarbon Ore Body. This included the evaluation of the recovery factor, the petro-physic properties such as porosity, permeability, water saturation and rock type and quality in each flow unit. it was observed that the rock type of the geologic structure in the ore body is variable. The lowest values for the petro-physic properties were found in the southern area while a high variability of these parameters was observed in the northern and central areas. It was concluded that the northern area has a great potential for the development of new injection projects for petroleum recovery..

**Keywords:** petroleum recovery; flank water injection; Lower Lagunilla Hydrocarbon Ore Body; recovery factor.

## 1. INTRODUCCIÓN

Alrededor del 85 % de la producción mundial de petróleo se obtiene a través de métodos convencionales de recuperación primaria y secundaria (Paris de Ferrer 2001), con lo que se garantiza un recobro promedio del 35 % del crudo *in situ*. Debido a que la mayor parte del petróleo queda atrapado en la roca, la industria petrolera dedica gran esfuerzo al desarrollo de métodos y técnicas que permitan incrementar el factor de recobro. En Venezuela estos métodos han sido empleados para la recuperación de crudos en los yacimientos a través de 66 proyectos de inyección de agua por flanco, con un recobro promedio del 41 %, según información reflejada por PDVSA (2000). Internacionalmente se conocen otros estudios al respecto (Gallardo 2012).

La presente investigación tuvo lugar en el yacimiento Lagunilla Inferior, (conocido también como LGITJ-0102) perteneciente al miembro inferior de la formación Lagunilla, de edad Mioceno. Se ubica al noreste de la unidad de explotación Tía Juana Lago y geológicamente se encuentra en arenas poco consolidadas. Se originó en un ambiente fluvio-deltaico, su espesor promedio es de 149,35 m. La estructura es un homoclinal con rumbo noroeste-sureste, con buzamiento de tres a cinco grados al suroeste. En el miembro Lagunilla Inferior se encuentran los principales intervalos productores del yacimiento, conformados, de base a tope, por las unidades informales: Lagunilla Inferior D (LL-D), Lagunilla Inferior C (LL-C), Lagunilla Inferior B (LL-B) y Lagunilla Inferior A (LL-A).

Se trata de un yacimiento maduro, en etapa de agotamiento y bajo recuperación secundaria. Desde 1959 fue sometido a un proyecto de recuperación mejorada con inyección de agua por flancos en su zona sur; la máxima producción fue de 250 000 barriles diarios en el año 1966 (Salazar 2006). Estudios realizados por EXGEO PDVSA (2005) refieren declinación del nivel de presión y de producción, lo cual atenta contra la recuperación final de las reservas recuperables totales. La declinación de la tasa de petróleo está alrededor de 10,7 % anual, por lo que se supone que algunos pozos productores podrían no estar recibiendo el efecto de la inyección, o de que esta no es uniforme en todo el yacimiento, al existir diferencias en el comportamiento entre sus tres regiones: norte, central y sur, así como entre las diferentes unidades productoras.

Al no existir un cabal conocimiento de las causas que provocan estas diferencias de comportamiento en la recuperación entre las distintas regiones y unidades del yacimiento, este trabajo tuvo el propósito de determinar los factores litológicos, tectónicos, estratigráficos y petrofísicos

que inciden en la continuidad espacial del flujo en las unidades productivas del yacimiento LGITJ-0102 durante el proceso de inyección de agua por flanco

## **2. MATERIALES Y MÉTODOS**

Se definieron tres fases de trabajo que se describen a continuación:

*Fase 1. Recopilación, interpretación y síntesis de la información geológica del yacimiento Lagunilla inferior LGITJ-0102.*

Se tomaron como referencia los estudios previos realizados por EXGEO (2001) en el yacimiento LGINFTJ-0102, el modelo de simulación numérica de todo el yacimiento y la caracterización geológica detallada del área, lo que permitió obtener una información básica del modelo geológico del área.

Para lograr dicho objetivo se solicitó al Departamento de Petrofísica la base de datos de los pozos que tuvieran pruebas de núcleo o perfiles con valores de algunas propiedades como permeabilidad, porosidad y saturación, datos útiles para el análisis y determinación de los factores geológicos que pueden provocar la variabilidad del flujo en el yacimiento. Asimismo se revisaron las coordenadas de los pozos a través del Oil Field Manager (OFM) que permitió identificar espacialmente cada pozo, además de considerar las zonas de producción. Se estudiaron otros trabajos como: Roure e investigadores (1996), Stapor (1998), PDVSA (2000), Morales (2002) y PDVSA (2010).

Una vez recopilada la información se procedió a promediar la distribución espacial de los pozos descrita en la Figura 1, considerando las tres regiones dentro del yacimiento.

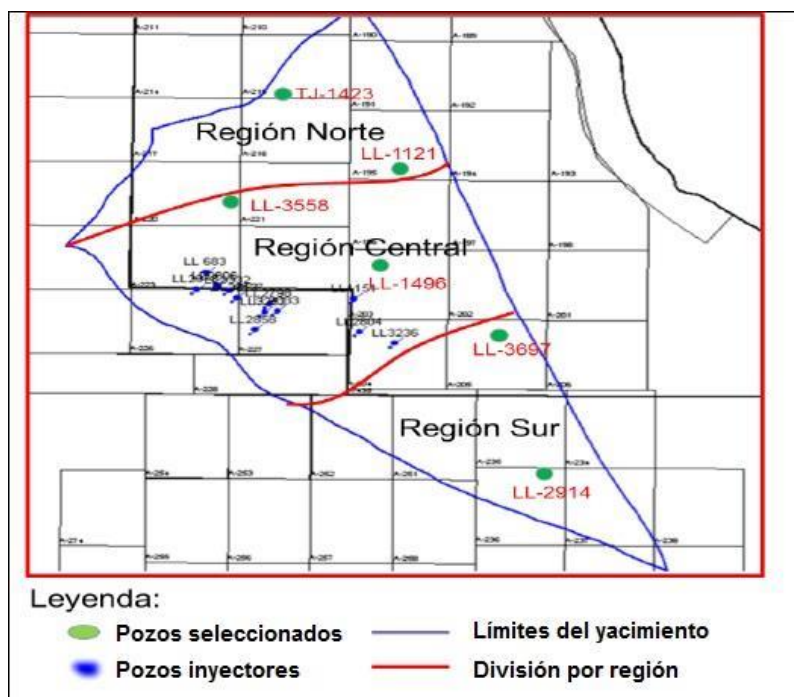


Figura 1. Esquema de la distribución espacial de los pozos en el área de estudio.

*Fase 2. Análisis y procesamiento de los elementos geológicos y petrofísicos por áreas y unidades productoras en el yacimiento LGINFTJ-0102.*

Con base en la información geológica descrita en la fase anterior se procedió a generar un bloque diagrama mediante la implementación de la herramienta *Rock Work* para representar los rasgos estructurales y estratigráficos del yacimiento. En esta etapa se creó una base de datos que incluyó el tope y la base de cada unidad de flujo: Bachaquero, Laguna, LL-A, LL-B, LL-C y LL-D, las dos primeras no productoras.

Para elaborar la base de datos se partió del cálculo del factor de recobro por parcela y por regiones, utilizando los datos de petróleo original en sitio (POES) y petróleo producido (NP), a partir de la información básica del yacimiento aportada por el Departamento de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) (PDVSA 2010).

El factor de recobro calculado (ver tablas) constituyó referencia para conocer el comportamiento variado de las tres regiones en que está dividido el yacimiento y las relaciones entre las propiedades petrofísicas de las rocas y el potencial de recuperación.

En la base de datos, además, se incluyeron los datos de las variables porosidad, permeabilidad y saturación de agua así como los tipos de roca por cada unidad de flujo del yacimiento según la clasificación realizada por EXGEO PDVSA (2005) y obtenidos a través de los registros de rayos gamma y de potencial espontáneo y los registros de densidad.

En esta etapa también se generaron los mapas resultantes de la superposición del mapa tectónico a los mapas de frente de inyección de agua de cada unidad de flujo (Figura 2). Los mapas de frente de agua fueron obtenidos del departamento de RMH (PDVSA 2010).

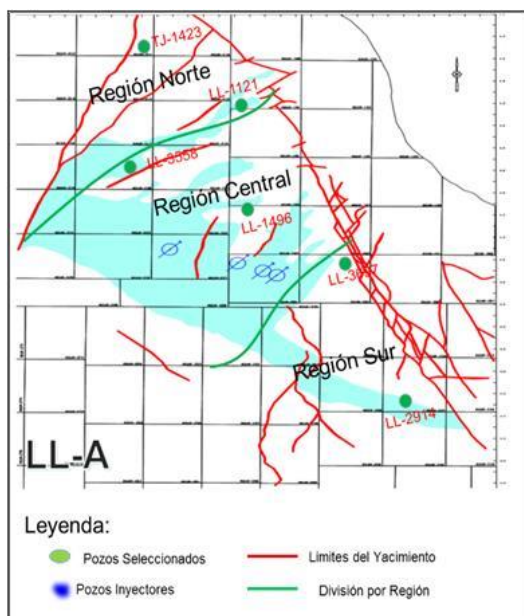


Figura 2. Frente de agua de la unidad LL-A del yacimiento LGITJ-0102.

### *Fase 3. Interpretación del comportamiento de los factores geológicos frente al proceso de inyección de agua.*

En esta fase se interpretará la información geológica obtenida, partiendo de la estratigrafía de las unidades de flujo que componen el yacimiento, las estructuras tectónicas que los afectan y las propiedades petrofísicas establecidas por los rangos de permeabilidad, porosidad, saturación de agua y calidad de la roca en cada una de las regiones, a partir de la data suministrada por los pozos seleccionados. A partir de esa información, del comportamiento del flujo y el avance del frente de agua para cada unidad, se determinan los factores geológicos que condicionan en cada caso la continuidad espacial del flujo en el proceso de inyección.

Los mapas de frente de agua por unidades del yacimiento y los mapas del modelo estructural fueron superpuestos para fundamentar el comportamiento de las unidades de flujo frente a la inyección de agua.

### **3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

La superposición al mapa tectónico de los mapas de frentes de agua dio como resultado la Figura 3. Al observar el mapa de avance del frente de agua de la unidad LL-A, la menos drenada, se refleja un barrido irregular, con un avance de frente de agua en un 40 % del total del área del

yacimiento y una baja influencia de inyección en la región norte con un aproximado de 10 %.

Haciendo la comparación con los mapas estructurales se evidencia que dicho comportamiento obedece a la influencia del sistema de fallas de dirección NE que atraviesa la parcela A-195. La región sur mostró un 11 % de avance total que, al igual que en la región norte, puede estar condicionado por un sistema de fallas en la parcela 234.

En la unidad LL-B se observa un avance de frente de agua de 54 % distribuido en las tres regiones, registrando en la región norte 12 %, influenciada por la falla que se ubica en la parcela A-195 (dicha área registra una heterogeneidad en el tipo de roca). En la región central se registró un avance de 24 % y en la región sur un avance de 18 %, con respecto al área total.

Los valores de permeabilidad en las Tablas 1 y 2 reflejan que en la parcela 220 las intercalaciones de arenas masivas y arenas limo-arcillosas registran una permeabilidad baja de 776 mD y la región sur un 23 %, observándose una recuperación mayor con respecto al LL-A y LL-B en la región.

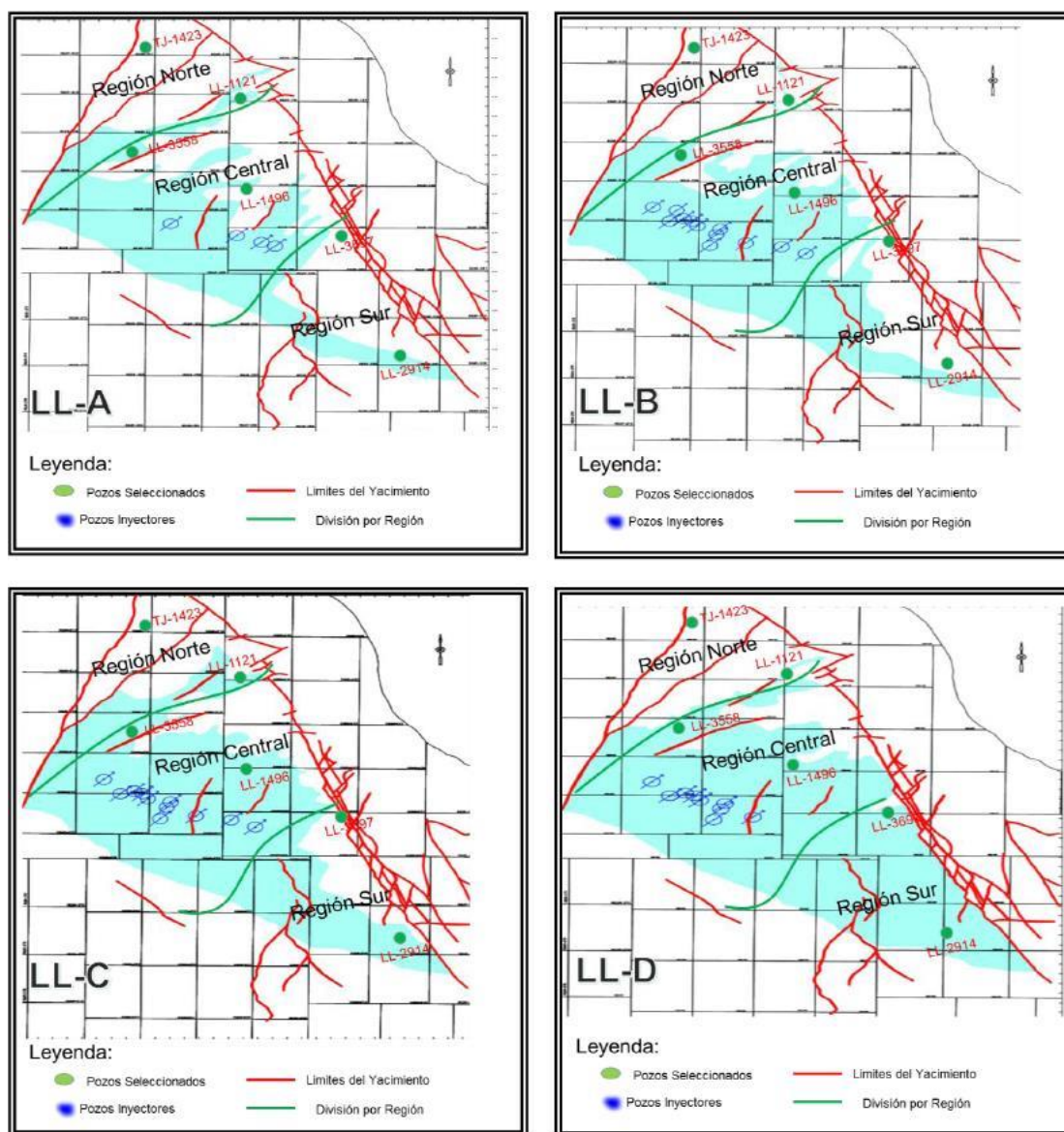


Figura 3. Mapas resultantes de la superposición del mapa tectónico a los frentes de agua por unidades de flujo.

Por último, se analizó la unidad LL-D, la cual presenta el mayor avance del frente de agua con un 81 % del área total del yacimiento, reflejándose una alta inundación del área, distribuida con 11 % en la región norte donde se mantuvo el bajo efecto de la inyección producto de que la región, además de presentar una heterogeneidad en el tipo de roca, no cuenta con una fuente de desplazamiento más cercana en el área ya que los pozos inyectores se concentran en la región central.

Con respecto a la región central el avance de inyección fue de 41 %, manteniéndose una baja uniformidad de barrido en la parcela 220 debido a la falla y un 30 % en la región sur la cual sí tuvo un avance de frente de



agua efectivo, confirmándose con la saturación de 0,26 % al 0,35 % mostrada en la data de los pozos interpretados (LL-2914 y LL-1427).

### 3.1. Modelo geológico del yacimiento

Los perfiles geológicos realizados en las direcciones NO-SE y SW-NE muestran la continuidad de las cuatro unidades estratigráficas que conforman el yacimiento, las que se observan en la Figura 4.

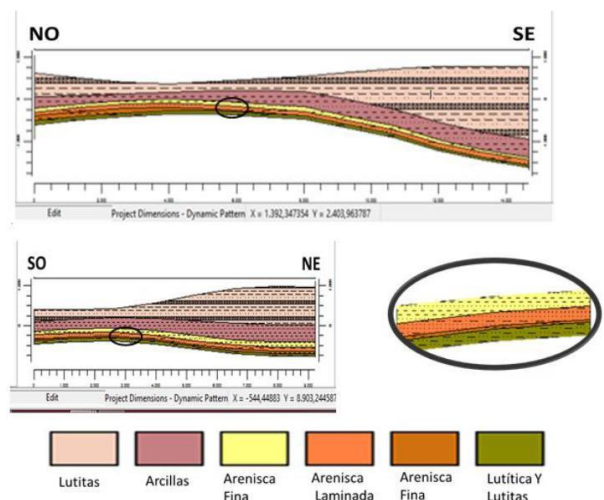


Figura 4. Cortes estratigráficos del yacimiento LGITJ-0102, donde se detallan las cuatro unidades productivas.

En la valoración de la calidad de las rocas se consideraron los supuestos referenciados por Salazar (2006) sobre los patrones litológicos predominantes en el yacimiento LGITJ-0102: 1) arenas masivas, 2) arenas con intercalaciones de limolitas y lutitas, 3) arenas limo-arcillosas y 4) lutitas y limolitas, resultados obtenidos de la extrapolación a 1 350 pozos del yacimiento. Los resultados anteriores indicaron que la distribución de calidad de roca, dada por la clasificación anterior 1 y 2, está en correspondencia con el movimiento de los fluidos, determinando que la mejor calidad de roca está localizada hacia la región central y norte, que corresponde al área con mayor producción acumulada.

Estructuralmente se evidencia (Figura 5) que la región sur es la que se encuentra a mayor profundidad respecto a la superficie y a la estructura tectónica que sustenta al yacimiento. Esta región es considerada en algunos informes como un monoclin, sin embargo, el bloque diagrama confeccionado indica una estructura anticlinal de bajo ángulo de buzamiento en sus flancos, encontrándose la región central en la cúpula de la estructura, lo que justifica la mayor recuperación para esta zona (Lugo 1992; Malaspina *et al.* 2006).

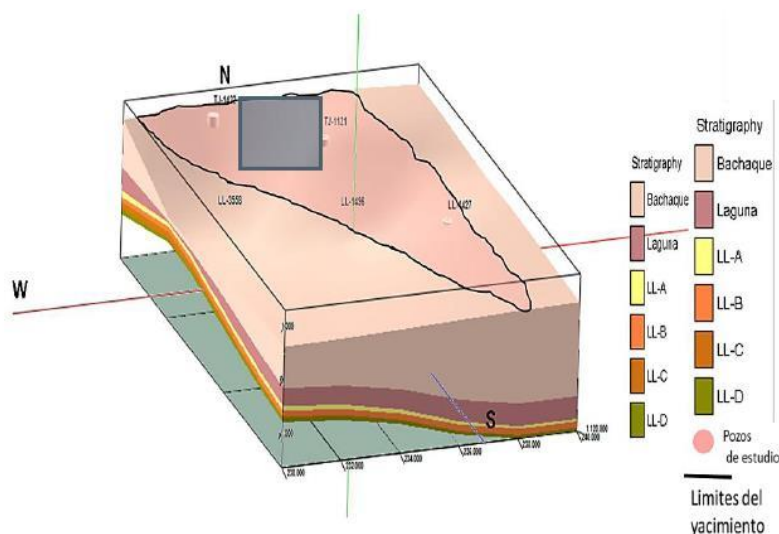


Figura 5. Bloque diagrama del yacimiento LGITJ-0102.

Otro elemento geológico importante para poder comprender las variaciones en el factor de recuperación es la presencia de una zona de fallas que pone en contacto la región norte con la central (Figuras 2 y 3), a través de la cual puede estar ocurriendo la declinación de la presión del yacimiento, sobre todo si tenemos en cuenta que los pozos de inyección se encuentran ubicados en la región central.

### 3.2 Análisis petrofísico

#### 3.2.1 Unidad de flujo LL-A

Los datos mostrados en las tablas corroboran lo planteado por Salazar (2006), ya que en las regiones norte y centro predominan las litologías de tipo 1 y 2, mientras que en la región sur prevalecen patrones litológicos con mayores contenidos limo-arcillosos.

En la región norte de una unidad de flujo LL-A se registró un factor de recobro mayor del 20 % y menor del 40 %. Se puede concluir que esta región está influenciada por el tipo de roca, que oscila entre las arenas masivas y las arenas limo-arcillosas. Se destaca la parcela A-195 de esta región, la cual muestra una saturación de agua mayor del 46 % producto de la baja permeabilidad, con valor de 711,48 mD y una porosidad de 28 %, resultando buena (Tabla 1).

Tabla 1. Datos petrofísicos y de producción de los pozos. Unidad LL-A

No	Factor de recobro FR (%)	Parcela	Pozo	Porosidad ( $\phi$ ) %	Permeabilidad (K) mD	Saturación de agua ( $S_w$ ) %	Rango petrofísico	Región
1	35,1	A-215	TJ-1423	0,3239	1 999,22	0,4061	1,3590	Norte
2	20,6	A-195	TJ-1121	0,2882	711,48	0,4645	2,0345	Norte
3	19,2	A-220	LL-3558	0,3217	1 531,00	0,4421	1,5650	Central
4	124,5	A-203	LL-1496	0,3227	1 798,10	0,2880	1,5472	Central
5	4,6	A-208	LL-2914	0,2986	994,20	0,4556	1,3760	Sur
6	21,32	A-235	LL-1427	0,2655	289,22	0,4638	2,9500	Sur

La mayor recuperación de crudo se concentra en la región central, que muestra un alto porcentaje de recobro del 124 %. Esto obedece a las buenas condiciones de las propiedades petrofísicas que inciden de forma positiva en la continuidad espacial, tal como el tipo de roca, que muestra valores entre 1 y 2, según los rangos petrofísicos del yacimiento (Salazar 2006), lo cual se corresponde con los tipos de rocas de arenas masivas y arenas con intercalaciones de limolitas y lutitas.

Seguidamente se muestra el comportamiento geológico en la región sur, la cual registra valores de rangos petrofísicos entre 1 y 3. Esto denota la prevalencia de intercalaciones de arenas masivas y arenas limo-arcillosas, que influye directamente en la permeabilidad de la roca, la cual manifestó valores de 280 mD a 995 mD, es decir, una interconexión de los poros muy baja; además de la capacidad de acumulación por los bajos porcentajes de porosidad que van desde 26 % a 29 %. Cabe destacar que la saturación de agua es alta.

### 3.2.2 Unidad de flujo LL-B

Se observa en la región norte (Tabla 2) un tipo de roca excelente como unidad de flujo, arenas masivas, con alta permeabilidad, registrada con valores de 2 500 mD y 2 900 mD. Se destaca la parcela A-195 que presenta una alta saturación, mayor del 48 %, debido a las altas porosidades, mayores del 35 %.

Tabla 2. Datos petrofísicos y de producción de los pozos. Unidad LL-B

No	Factor de recobro FR (%)	Parcela	Pozo	Porosidad ( $\phi$ ) %	Permeabilidad (K) mD	Saturación de agua ( $S_w$ ) %	Rango petrofísico	Región
1	35,1	A-215	TJ-1423	0,3445	2 839,06	0,3165	1,1538	Norte
2	20,6	A-195	TJ-1121	0,3509	2 596,51	0,4831	1,0455	Norte
3	19,2	A-220	LL-3558	0,3213	1 622,57	0,4356	1,4630	Central
4	124,5	A-203	LL-1496	0,3258	2 885,13	0,1920	1,5727	Central
5	4,6	A-208	LL-2914	0,3442	2 684,74	0,2377	1,9540	Sur
6	21,32	A-235	LL-1427	0,2969	712,19	0,4141	2,1842	Sur

En la región central se registran altos valores de permeabilidad, mayores de 1 600 mD y menores de 3 000 mD. Esto favorece la continuidad espacial de flujo, propicia para la recuperación de petróleo, lo que se refleja en el factor de recobro con valores mayores del 70 % promedio. El tipo de roca, según los datos de registros y núcleo, osciló entre 1 y 2: arenas masivas y arenas con intercalaciones de limolitas y lutitas, traducándose en excelente unidad de flujo. En la parcela A-203 se registró una baja saturación de agua, según la información analizada del pozo LL-1496, con valores altos de porosidad entre el 30 % y el 32 %.

En la región sur el recobro es menor del 22 %, siendo los tipos de rocas predominantes de 2 y 3: arenas con intercalaciones de limolitas a lutitas y arenas limo-arcillosas. En la parcela A-208 se registran valores de saturación bajos (23 %), a pesar de presentar una alta permeabilidad, mayor de 2 600 mD, con buena porosidad, mayor del 35 %. Ello parece deberse a factores tectónicos, ya que en la misma aparecen cartografiadas estructuras que se cortan ortogonalmente, que impiden la continuidad espacial en la unidad de flujo.

### 3.2.3. Unidad de flujo LL-C

Aparecen en la región norte arenas masivas y arenas con intercalaciones de limolitas y lutitas, con altas permeabilidades, mayores de 3 700 mD y porosidades de 35 % a 36 %. En esta unidad de flujo (Tabla 3) se encuentran anomalías que no se explican para los datos con los que se ha trabajado y están referidas a la baja saturación (28 %) que presenta la parcela 195, indicando afectación en la continuidad de flujo a pesar de presentar alta porosidad y permeabilidad. El elemento que podría justificar esa situación sería la presencia de una estructura agrietada o fallada, lo que no ocurre en los resultados que muestran las unidades superiores.

Tabla 3. Datos geológicos y de producción de los pozos. Unidad LL-C

No	Factor de recobro FR (%)	Parcela	Pozo	Porosidad ( $\phi$ ) %	Permeabilidad (K) mD	Saturación de agua ( $S_w$ ) %	Rango petrofísico	Región
1	35,1	A-215	TJ-1423	0,2536	3 787,06	0,4254	2,4300	Norte
2	20,6	A-195	TJ-1121	0,3677	3 849,57	0,2806	1,0855	Norte
3	19,2	A-220	LL-3558	0,2021	776,76	0,5847	3,0000	Central
4	124,5	A-203	LL-1496	0,3270	1 686,51	0,3387	1,4699	Central
5	4,6	A-208	LL-2914	0,3054	938,71	0,5683	1,2080	Sur
6	21,32	A-235	LL-1427	0,2338	141,36	0,4154	3,0000	Sur

La parcela A-220, ubicada en la región central, presenta un tipo de roca arcillosa limolita, de baja permeabilidad (valores de 776 mD) y con porosidad del 20 %; por tal motivo se evidencia en la zona un bajo factor de recobro que no llega a un 20 % a pesar de la alta saturación de agua del 58 %. En la parcela A-203 se incrementa a un 124 % el factor de recobro con saturaciones de agua del 33 % y permeabilidades altas mayores de 1 680 mD, debido al tipo de roca que favorece la continuidad espacial del flujo.

Por otro lado, se analizó la región sur que registró una baja permeabilidad, además de heterogeneidad, en cuanto al tipo de roca que va desde 1 hasta 3: arenas masivas y arenas intercaladas limo y lutíticas, alcanzándose una alta saturación por el hinchamiento de las arcillas, mas no existe una eficiente continuidad de flujo.

### 3.2.4 Unidad de flujo LL-D

En la unidad de flujo LL-D el comportamiento de los factores geológicos es muy variable. En todas las regiones se manifiesta una alta saturación de agua, que oscila entre 30 % hasta 53 % (Tabla 4), es decir, la unidad de flujo está muy invadida por agua por efecto de la inyección; además de otros elementos, como la permeabilidad, que se manifiesta heterogénea, oscilando entre 418 mD hasta 1 650 mD. Los tipos de roca van desde arenas masivas hasta arenas intercaladas con limo y lutitas y, por tanto, una variación en el coeficiente de porosidad entre 26 % y 31 %.

Tabla 4. Datos geológicos y de producción de los pozos. Unidad LL-D

No	Factor de recobro FR (%)	Parcela	Pozo	Porosidad ( $\phi$ ) %	Permeabilidad (K) mD	Saturación de agua ( $S_w$ ) %	Rango petrofísico	Región
1	35,1	A-215	TJ-1423	0,3179	1 487,00	0,3172	1,5700	Norte
2	20,6	A-195	TJ-1121	0,3057	1 048,63	0,5350	1,8344	Norte
3	19,2	A-220	LL-3558	0,3150	1 250,55	0,4782	1,3300	Central
4	124,5	A-203	LL-1496	0,2654	418,05	0,4620	2,4211	Central
5	4,6	A-208	LL-2914	0,3127	1 652,20	0,3558	1,6271	Sur
6	21,32	A-235	LL-1427	0,2862	660,09	0,2642	2,2600	Sur

Las variables permeabilidad, porosidad y saturación confirmaron la diferenciación del tipo de roca en las tres regiones: norte, en la que se observó en la parcela 196 una baja permeabilidad a pesar de lo somera que se encontraba la unidad. Revisando los estudios de Stapor (1998) se constató que la baja permeabilidad se debió a que la unidad sufrió un proceso de inundación que influyó en el tipo de roca, otros de los elementos son los bajos valores de porosidad que se promedian en 22 % y bajas permeabilidades en valores promedio de 600 mD, lo que repercuten en la continuidad espacial del flujo. Por otro lado, se realizó la revisión de los mapas tectónicos donde se reflejan zonas de fallas significativas en las parcelas A-195 y A-196.

En la región central se manifestó un cambio litológico en la parcela A-220, según los datos interpretados de la porosidad en un promedio del 30 %, permeabilidad con valores mayores de 1 600 mD y rango petrofísico entre 1 y 2, según la clasificación referida por Salazar (2006). La región sur está influenciada por las intercalaciones de arenas masivas y arenas limo-arcillosas que se manifestaron en las cuatro unidades, lo que se evidenció mediante el modelo geológico, presentando zonas más profundas, que se encuentran en la parte más baja de la estructura tectónica, viéndose así más saturada y logrando un recobro en las unidades de flujo LL-B y LL-C (Figura 5) mayor del 19 % de factor de recobro.

#### 4. CONCLUSIONES

- Las propiedades petrofísicas mostraron gran variabilidad con valores bajos de permeabilidad y porosidad en la región sur, donde se registraron permeabilidades menores de 800 mD, saturaciones mayores del 50 % y porosidades menores del 20 %. Mientras que la región norte presenta mejores características para la recuperación de petróleo, dado por sus mayores porosidades, permeabilidades más altas y bajas saturaciones.

- El análisis del bloque de diagrama del yacimiento indica la necesidad de reevaluar los parámetros de inyección partiendo de la morfología del yacimiento y las estructuras que lo atraviesan, que condicionan las direcciones de flujo y generan migración de fluidos por pérdida de presión.
- Los efectos de distribución de flujo obtenidos por cada región indican que la región de menor influencia de saturación por agua es la norte, que registra saturaciones inferiores a 25 %.
- Las regiones con características geológicas más adecuadas para nuevos proyectos de redistribución de pozos inyectores es la zona norte y central. La zona sur se encuentra con un tipo de roca más empobrecida y más saturada por agua con valores por encima del 50 %, lo que indica menos posibilidades de recuperación.

## 5. REFERENCIAS

- EXGEO. 2001: Report of the integrated Study LL-05 Field. Informe PDVSA. Maracaibo, Edo Zulia.
- EXGEO C.A. PDVSA. 2005: Actualización y revisión del modelo estático y dinámico y plan para el desarrollo del yacimiento LL-05. Maracaibo, Edo Zulia.
- GALLARDO, H. 2012: *Modelo de flujo por imbibición en yacimientos fracturados*. Trabajo de Tesis. Universidad Nacional Autónoma de México.
- LUGO, J. 1992: Historia tectónica a lo largo de los sistemas de fallas de Icotea y Pueblo Viejo, cuenca de Maracaibo. VI Congreso Venezolano de Geofísica. Memorias. Caracas, p. 118-124.
- MALASPINA, M.; PALACIOS, Z.; MÉNDEZ, M. & CUBILLAN, G. 2006: Actualización del modelo estático para la región central del proyecto de inyección de agua en el yacimiento C-6S/SVS-13, bloque IX, flanco oeste. U.E Lagomedia. Universidad de los Andes. Venezuela.
- MORALES, M. 2002: *Caracterización sedimentológica del yacimiento B-1 Svs0073 de la formación Misoa en la cuenca de Maracaibo*. Tesis de Maestría. Universidad Central de Venezuela. 226 p.
- PARIS DE FERRER, M. 2001: *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Ediciones Astro data S.A. Maracaibo, Venezuela.
- PDVSA. 2000: Comunidades de conocimientos en métodos convencionales de recobro. Informe PDVSA. Maracaibo, Edo Zulia.

- PDVSA. 2010: Revisión y optimización del proyecto de inyección de agua del yacimiento LGINF-05, Tía Juana Lago. Informe Departamento de Recuperación Mejorada de Hidrocarburo, PDVSA. Maracaibo, Edo Zulia.
- ROURE, F.; COLLETTA, B.; DE TONI, B.; LOUREIRO, D.; PASSALACQUA, H. & GOU, Y. 1996: Within-plate deformations in the Maracaibo and East Zulia basins, western Venezuela. *Marine and Petroleum Geology* 14(2): 139-163.
- SALAZAR, V. 2006: *Caracterización petrofísica del yacimiento Lagunillas Inferior 05*. Trabajo de diploma. Universidad del Zulia.
- STAPOR, F. 1998: Facies, Depositional Environments, and Sequence Stratigraphic Framework of the La Rosa Formation (Miocene) and the Lagunillas Inferior Member of the Lagunillas Formation (Miocene), LL05 Region, Maracaibo Lake. Informe PDVSA. Maracaibo, Edo Zulia.

**Ilver Michel Soto-Loaiza**, [ilveto@hotmail.com](mailto:ilveto@hotmail.com)

Ingeniero en Petróleo, Máster en Ciencias Geológicas.  
Universidad Bolivariana de Venezuela, Venezuela.

**José Quintín Cuador-Gil**, [cuador@upr.edu.cu](mailto:cuador@upr.edu.cu)

Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Departamento de Física,  
Universidad de Pinar del Río, Cuba.